

Aalto-yliopisto
Perustieteiden korkeakoulu
Teknillisen fysiikan ja matematiikan tutkinto-ohjelma

Vesivoimaketjun optimointi mehiläisalgoritmilla

kandidaatintyö
13.1.2014

Sakke Rantala

Työn saa tallentaa ja julkistaa Aalto-yliopiston avoimilla verkkosivuilla.
Muilta osin kaikki oikeudet pidätetään.

AALTO-YLIOPISTO PERUSTIETEIDEN KORKEAKOULU PL 11000, 00076 Aalto http://www.aalto.fi		KANDIDAATINTYÖN TIIVISTELMÄ	
Tekijä: Sakke Rantala			
Työn nimi: Vesivoimaketjun optimointi mehiläisalgoritmilla			
Tutkinto-ohjelma: Teknillisen fysiikan ja matematiikan tutkinto-ohjelma			
Pääaine: Systeemianalyysi		Pääaineen koodi: F3010	
Vastuopettaja(t): Professori Harri Ehtamo			
Ohjaaja(t): DI Hannu Korva			
<p>Tiivistelmä:</p> <p>Tässä työssä muodostetaan käsitys vesivoimaketjun lyhyen aikavälin optimoinnista. Ongelmaan sovelletaan mehiläisalgoritmia. Lisäksi työssä esitellään erilaisia optimointimenetelmiä sekä luodaan jokisysteemin matemaattinen malli. Työn tuotos on simulointiin ja mehiläisalgoritmiiin perustuva optimointimalli. Siinä käytetyn kustannusfunktion arviointiin keskitytään tämän työn tuloksissa. Joen matemaattinen malli oletetaan riittävän hyväksi.</p> <p>Vesivoimaketjun lyhyen aikavälin optimointi on laaja, dynaaminen ja epälineaarinen tehtävä. Optimoinnin tavoitteena on ratkaista optimaalinen tulevaisuuden tehonjako vesivoimaketjun laitosten kesken, kun tulevaisuuden summatehovaade-ennuste tunnetaan. Optimointihorisontin pituus on 2-4 vuorokautta. Optimointiongelma on monitavoitteinen, koska tavoitteena on minimoida käytettyjä resursseja, tuotannon riskejä sekä ympäristövaikutuksia ja maksimoida tuotettua energiamäärää sekä tehoreservikapasiteettia.</p> <p>Tässä työssä optimointia tarkastellaan Kemijoki Oy:n Kemijoen pääuoman näkökulmasta. Pääuomaksi kutsutaan Kemijoen Kemijärven alapuolista osuutta. Siihen on rakennettu yhteensä yhdeksän voimalaitosta ja sen kokonaistehokapasiteetti on yli 1000 MW. Tuotettu teho vaihtelee vuorokauden aikana paljon ja tuotantoennusteeseen liittyy epävarmuutta. Laitosten välisten viipeiden vuoksi tuotantopäätökset realisoituvat jokiketjun alemmilla laitoksilla viipeellä. Siksi ongelmaa ei voi jakaa riippumattomiin alioingelmiin. Ongelman tärkeimmät rajoitusehdot ovat säädetty rajat voimalaitosaltaiden pinnankorkeuksille sekä tietyille joen virtaamatasoille.</p> <p>Mehiläisalgoritmi on ratkaisumenetelmä, jonka heuristiikka perustuu mehiläispesän medenhakuun. Mehiläispesää ympäröivän luonnon koordinaatit samaistuvat optimointiongelman määrittelyjoukkoon ja kukkakedot arvojoukkoon. Mehiläiset etsivät maastosta mettä ja tuovat sen mukanaan pesään. Mehiläisten tapa vertailla meden laatua eri sijainneista samaistuu optimointialgoritmin kustannusfunktioon. Työssä luodussa mallissa sovelletaan mehiläisalgoritmia ja simulointia. Kustannusfunktiona käytetään additiivista arvofunktiota, jossa kukin termi kuvaa yhtä minimoitavaa optimointikriteeriä.</p> <p>Työssä luotu optimointimalli löytää ongelmaan ratkaisun, joka ei riko rajoitusehtoja. Käypä ratkaisu löytyy varsin nopeasti ja kustannusfunktio ohjaa löydettyä tulosta parempaan suuntaan. Additiivinen kustannusfunktio todetaan jossain määrin toimivaksi. Ratkaisumenetelmän ominaisuus on, että tulokset vaihtelevat merkittävästi optimointikertojen välillä. Käytetyn vesimäärän vaihtelu selittyy osin tuotetulla energialla ja optimointihorisontin loppupään toimilla. Kuitenkaan kaikkea vaihtelua ei voida selittää. Jos nämä ominaisuudet tunnustetaan, voi optimointimallista olla hyötyä operatiivisessa työskentelyssä päätöksenteon tukena.</p>			
Päivämäärä: 13.1.2014		Kieli: suomi	Sivumäärä: 26+1
Avainsanat: vesivoima, monitavoitteinen optimointi, mehiläisalgoritmi, additiivinen kustannusfunktio			

Sisältö

1	Lyhenneluettelo ja käsitteiden määrittely	1
2	Johdanto	2
3	Tutkimusongelma	3
3.1	Taustatietoa	3
3.1.1	Sähköjärjestelmä	3
3.1.2	Sähköjärjestelmän tulevaisuus	5
3.1.3	Vesivoima	7
3.1.4	Kemijoki Oyi	8
3.2	Optimoinnin tavoitteet	10
3.2.1	Optimoinnista yleisesti	10
3.2.2	Optimoinnin tavoitteet ja rajoitteet	10
3.2.3	Pareto-optimaalisuus ja additiivinen kustannusfunktio .	12
4	Tutkimusmenetelmät	13
4.1	Tunnettuja ratkaisumenetelmiä	14
4.1.1	Lineaarinen optimointi	14
4.1.2	Dynaaminen ohjelmointi	15
4.1.3	Tilatakaisinkytkentä	16
4.2	Vesivoimaketjun mallintaminen ja kustannusfunktion konstruointi	17
4.3	Mehiläisalgoritmiin ja simulointiin perustuva optimointimalli .	20
5	Tulokset	22
6	Johtopäätökset	26
A	Tulosten vaihtelua selittävä lineaarinen regressiomalli	31

1 Lyhenneluettelo ja käsitteiden määrittely

- BA** Bee Algorithm, Mehiläisalgorithmi. Heuristinen optimointialgoritmi, joka matkii mehiläispesän meden etsintää. Algoritmin on esittänyt Pham et al. [2006] ja sitä sovelletaan tässä työssä.
- FCR** (Frequency Containment Reserve) Taajuusohjattu taajuuden ylläpitoreservi, joka jakautuu kahteen osaan. Käyttöreservi p^f on aktiivisena taajuuden ollessa välillä 49.9 - 50.1 Hz ja häiriöreservi p^h välillä 49.5 - 49.9 Hz.
- FRR** (Frequency Restoration Reserve) Säätosähköreservi, jota käytetään taajuuden palauttamiseen. FRR:llä pyritään vapauttamaan FCR-reservejä käyttöön.
- Järjestelmävastuu** Vastuu sähköjärjestelmän teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta sekä huolehtiminen valtakunnalliseen tasevastuuseen kuuluvista tehtävistä tarkoituksenmukaisella ja sähkömarkkinoiden osapuolten kannalta tasapuolisella ja syrjimättömällä tavalla. [Sähkömarkkinalaki, 4 luku, 16§]
- Kantaverkko** Sähkönsiirtoon tarkoitettu suurjänniteverkko (400 kV, 220kV, 110kV)
- Kantaverkkoyhtiö** Sähkömarkkinalain mukainen järjestelmävastaava (katso *järjestelmävastuu*). Suomessa Fingrid Oyj.
- Kejo** Kemijoki Oy
- Konventionaalinen sähköntuotantomuoto** Tuotantomuoto, jossa turpiineja pyörittää vesihöyry, joka saadaan aikaan polttamalla esimerkiksi turvetta tai kivihiiltä.
- Lupaehdot** Viranomaisten määrittämät, vesilakiin perustuvat rajoitusehdot yläaltaiden pinnankorkeuksille ja virtaamarajoitukset laitoksille ja tietyille jokiosuuksille.
- Nord Pool** Pohjoismaainen sähköpörssi, johon kuuluvat Suomi, Ruotsi, Norja, Tanska, Viro ja Latvia. Järjestelmävastaavien yhteisesti hallinnoima.
- Tehoreservi** Sähköntuotantokapasiteetti, jonka avulla taajuus pyritään pitämään vakiona. Reservit voidaan jaotella sen mukaan, kuinka nopeasti ne reagoivat tehotasapainon järkkymiseen. Primäärireservit ovat taajuusohjattuja reservejä (ks. FCR), sekundäärireservit manuaalisesti oh-

jattuja ns. nopeita (15 min) häiriöreservejä ja tertiäariset ovat myös manuaalisia, mutta vasta myöhemmin aktivoitavia reservejä.

Robustus Kyky kyetä pienillä toimenpiteillä reagoimaan merkittäviin, ennakoimattomiin muutoksiin.

Synkronialue Alue, jolla on yhteinen taajuus. Pohjoismaat muodostavat synkronialueen.

Summatehovaade (= Tehovaade) Kokonaistehomäärä, joka Kejon on tuotettava. Kejo saa vesiosakkailta tunneittaisen summatehovaade-ennusteen muutamalle vuorokaudelle kerrallaan.

Uomahäviö Menetetty potentiaali ylemmän laitoksen alavesipinnankorkeuden ja alemman laitoksen ylävesipinnankorkeuden välillä. Uomahäviötä syntyy, kun ylemmältä laitokselta juoksutetaan vettä, mutta se ei ole vielä käytettävissä alemmalla laitoksella. Uomahäviö kasvaa, jos laitosten yläaltaat tyhjenevät, koska tällöin jokiuoman pohjan kitkavaikutus kasvaa suuremmaksi. Uomahäviö heikentää tuotannon kokonaishyötysuhdetta.

2 Johdanto

Tässä kandidaatintyössä muodostetaan käsitys vesivoimaketjun lyhyen aikavälin optimoinnista. Työn tavoitteeksi asetettiin tehonjaon optimointimalien kartoittaminen. Työssä esitellään tunnettuja optimointimenetelmiä ja luodaan yksi heuristinen ratkaisumalli, joka perustuu mehiläisalgoritmiin. Mehiläisalgoritmilla saatuja tuloksia arvioidaan hyvyyden ja luotettavuuden suhteen. Erityisesti arvioidaan additiivisen kustannusfunktion soveltumista optimointiongelman ratkaisuun. Yleisinä kriteereinä ovat optimiratkaisun löytyminen, ratkaisun laatu ja mallin soveltuvuus operatiiviseen työhön. Vesivoimatuotannon kokonaisoptimi riippuu useista tekijöistä ja tehonjaon optimointi on niistä yksi. Työn perustana oli kehitystarve.

Tässä työssä rajaudutaan lyhyen aikavälin tehonjaon optimointiongelmaan. Sillä tarkoitetaan seuraavan 2–4 päivän tehonjaon suunnittelua laitosten kesken, kun summatehovaade-ennuste tunnetaan. Optimoinnin tavoitteena on tuottaa mahdollisimman paljon sähköenergiaa mahdollisimman pienillä kustannuksilla, riskeillä ja ympäristövaikutuksilla. Lyhyen aikavälin tehonjaon suunnittelu on alisteinen pidemmän aikavälin vesivarastojen käytön suunnittelulle sekä kaupankäynnille sähkömarkkinoilla. Altaiden käytön suunnittelua

rajaavat taas hydrologiset tekijät, kuten vuotuinen sadanta. Siksi vesivoiman vuosituotanto riippuu pääasiassa vesivuodesta.

Pham et al. [2006] esittää mehiläispesän meden etsinnästä inspiroituneen ratkaisumenetelmän (Bee Algorithm, BA), jonka hän väittää toimivan vaikeissa optimointiongelmassa. Lisäksi Gavrilas and Stahie [2010] esittää kolmen vesivoimalan optimointiongelmaan ratkaisun, joka perustuu Honey-Bee-Mating-Algoritmiin (HBMA). Tässä työssä luodaan optimointimalli, joka perustuu mehiläisalgoritmiin (BA). Tuloksia verrataan soveltuvin osin tunnettuihin ratkaisumenetelmiin.

Vesisähkön osuus kokonaissähköntuotannosta on Suomessa noin viidennes, josta Kemijoki Oy (*Kejo*) tuottaa noin kolmanneksen [Kemijoki, 2012]. Vesisähkötuotanto on sähköjärjestelmän kannalta merkittävää, koska vesivoiman ominaisuudet sopivat hyvin tasaamaan kulutuksen ja tuotannon hetkeliset erot. Lisäksi vesivoiman tuotantoprofilin määrittää vuorokauden sisäinen sähkönkulutuksen vaihtelu.

Tämä työ koostuu neljästä osasta. Ensiksi kerrotaan taustatietoa tutkimusongelmasta. Sen jälkeen esitellään lyhyesti tunnettuja ratkaisumenetelmiä sekä luodaan jokisysteemin matemaattinen malli, joka oletetaan riittävän hyväksi. Toisessa osassa kerrotaan lisäksi mehiläisalgoritmin toimintaperiaate. Kolmannessa osiossa esitetään optimointitulokset ja analysoidaan niiden hyvyttä erityisesti kustannusfunktion toimimisen näkökulmasta. Neljänneksi esitetään johtopäätökset ratkaisumenetelmästä ja sen sopivuudesta Kemijoki Oy:n käyttöön.

3 Tutkimusongelma

3.1 Taustatietoa

3.1.1 Sähköjärjestelmä

Sähköjärjestelmä koostuu sähköä tuottavista voimalaitoksista, sähköverkosta ja sähkön käyttäjistä. Sähköenergiaa ei voida varastoida myöhempää käyttöä varten eikä sitä voi käyttää velaksi. Toisin sanottuna sähköntuotannon ja -kulutuksen on kohdattava toisensa joka hetki, jotta taajuus pysyisi vakiona. Tämä haastaa sähköntuotannon, koska vaihteleva kulutus täytyy jollain keinolla kattaa. Taajuuden reaaliaikainen ylläpitäminen on yksi *järjestelmä-*vastaavan tehtävä.

Pohjoismaiset sähkömarkkinat vapautuivat ja yhtenäistyivät 1990-luvulla. Pohjoismaisena sähköpörssinä toimii vuonna 1995 perustettu *Nord Pool*-pörssi, jossa määräytyy seuraavan päivän tuntikohtainen sähkön systeemi-hinta kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteeseen. Systeemi-hinta (Elspot) määräytyy marginaalituottajan muuttuvien kustannusten mukaan ja on kaikille tuottajille sama. Niin kutsuttujen day-ahead-markkinoiden lisäksi on olemassa päivän sisäisiä markkinoita (mm. Elbas, säätösähkömarkkinat). Pohjoismaat muodostavat yhdessä niin kutsutun *synkronialueen*. Niukan siirtokapasiteetin vuoksi Pohjoismaat jakautuvat pörssissä usein erillisiin hinta-alueisiin. [NordPool AS, 2013]

Järjestelmävastaavilla on velvoite pitää sähkön laatu hyvänä. Se tarkoittaa, että taajuuden on pysyttävä luotettavasti välillä 49.9 Hz - 50.1 Hz. Taajuutta häiritsevät sekä jatkuvasti vaihteleva kulutus ja tuotanto että häiriötilanteet. Taajuus laskee alle 50 Hz:n, jos tuotettu teho on pienempi kuin kulutettu teho. Päinvastaisessa tilanteessa taajuus nousee. Esimerkiksi sähköntuotantolaitoksen rikkoontuminen saa taajuuden putoamaan tai jonkun suuren tehtaan yhtäkkinen eroaminen sähköverkosta pudottaa verkon kuormaa ja saa taajuuden nousemaan. Tällaisia hetkellisiä suuria muutoksia on vaikea ennakoida, minkä takia järjestelmävastaavat ostavat sähköntuottajilta sekä omistavat säätökapasiteettia. [Fingrid Oyj, 2013a, Kantaverkkosopimus, 2012] Taajuuden laatu on heikentynyt sähkömarkkinoiden vapautumisen jälkeen. [Laine, 2011]

Suomen sähkönkulutus on suurempaa talvella kuin kesällä ja vuorokausivaihtelu on luokkaa 2000–2500 MW. Konventionaalisten sähköntuotantomuotojen nopea säätökyky on heikko ja ydinvoimaa ajetaan tasaisesti suurella teholla, vaikka sen säätökyky teknisesti onkin varsin hyvä [Juntunen, 2012, s. 39]. Siksi vesivoima, jolla on alhaiset muuttuvat kustannukset ja pienet pysäytys- ja käynnistyskustannukset, huolehtii pääosin vuorokautisen säätötarpeen täyttämisestä (kuva 1).

Vuodenaika- ja vuorokausisäädön lisäksi kulutuksen hetkellisen vaihtelun kattamiseksi tarvitaan säätövoimaa. Taajuuden stabiloimiseksi on olemassa erilaisia säätövoimareservejä. Vesivoiman kannalta tärkeä säätövoimatuote on taajuusohjattu taajuuden ylläpitoreservi FCR (Frequency Containment Reserve). FCR jakautuu kahteen osaa, joista käyttöreservi p^f on pienissä taajuuden vaihteluissa aktiivisena jatkuvasti kun taas häiriöreservi p^h aktivoituu taajuuden laskiessa alle määrätyn raja-arvon. Häiriöreservin aktivoituminen palauttaa osaltaan taajuutta kohti tavoitetaajuutta 50 Hz ja vapauttaa käyttöreseviä. Taajuuden palautusreservin (FRR) tarkoitus on palauttaa taajuus normaalialueelle. Järjestelmävastaava ostaa tätä niin kutsuttua ylössäätöä,

jos FCR:llä taajuutta ei saada palautettua 50 Hz:iin. Järjestelmävastaavan on lisäksi varauduttava suurimman mitoittavan vian aiheuttamaan tehovajeeseen. Tähän varautuvaa reserviä kutsutaan nopeaksi häiriöreserviksi, jonka tulee tarvittaessa aktivoitua 15 minuutissa. Sen aktivoiduttua taajuusohjattut reservit palautuvat vapaiksi. [Laine, 2011, ss. 15-18] Vesivoimalla katetaan noin 90% Suomen FCR-tarpeesta [Kemijoki, 2012].

Säätövoimana voidaan hyödyntää myös niin sanottua pumppuvoimaa, jossa halvemmalla sähköllä pumpataan vettä ylempään potentiaaliin odottamaan korkeampaa sähkönhintaa. Tässä työssä rajaudutaan tilanteeseen, jossa vesivoimatuotantoon ei ole liitetty pumppuvoimaa, koska se ei ole osa Kejon nykyistä liiketoimintaympäristöä. Pumppuvoimatuotantoa ja siihen liittyvää optimointia on tutkittu viime vuosina, koska vesivoimatuotannon arvo kasvaa sen säätöominaisuuksien vuoksi. Juntunen [2012] tutkii yleisesti pumppuvoimatoiminnan edellytyksiä Suomessa ja toteaa sen olevan Suomessa toistaiseksi kannattamatonta. Bucher [2011], Connolly et al. [2011], Kanakasabapathy et al. [2008] ja Lu et al. [2004] pyrkivät optimoimaan sähkönmyynnistä saatua voittoa tilanteessa, jossa käytössä on pumppukyvyn omaava vesivoimalaitos. Korobeinikov et al. [2010] tutkii samaa optimointiongelmaa tilanteessa, jossa vesivoimalat muodostavat monimutkaisen rakenteen.

3.1.2 Sähköjärjestelmän tulevaisuus

Tulevaisuudessa sähkömarkkinatilanne muuttuu, koska käyttöään päättyessä konventionaalista tuotantoa ajetaan alas samaan aikaan kun kulutus lisääntyy. Siksi nykyisellä kapasiteetilla jatkettaessa joudutaan pian kestävämmään tilanteeseen. [Energiateollisuus, 2009] Poliittinen ilmapiiri tukee uusiutuvien energiamuotojen lisäämistä tulevaisuudessa koko EU:n alueella [Euroopan yhteisö, 2009]. Suomen osalta keskeisimmät rakentamattomat potentiaalit uusiutuvista energiamuodoista ovat bioenergia ja tuulivoima sekä vähäisessä määrin vesivoima. Tuulivoima kattaa koko uusiutuvan energian potentiaalista lähes puolet. [GreenStream, 2007, s. 19]

Vaikka tuulivoimatuotannon raaka-aine on ilmaista ja uusiutuvaa, tuulivoimatuotanto ei korreloi kysynnän kanssa. Holtinen [2005] tutkii tuulivoimatuotannon vaihteluita pohjoismaissa ja toteaa hajautetun tuotannon vähentävän vaihteluita ja lisäävän ennustettavuutta. Toisaalta Juntunen [2012, s. 22] esittää, että tuulivoimaan ei perusvoiman tuotantomuotona voi luottaa täysin edes hajautettuna, koska sanonta "jossain tuulee aina" ei pidä paikkaansa. Rinne [2010] esittää, että taajuusohjattua reserviä ei tarvitse mitoitaa koko tuulivoimakapasiteetin mukaan, koska tuulivoimatuotantoa kyetään

jollain tasolla ennustamaan. Kuitenkin tuulivoimakapasiteetti lisää erityisesti tertiäärisen reservin tarvetta.

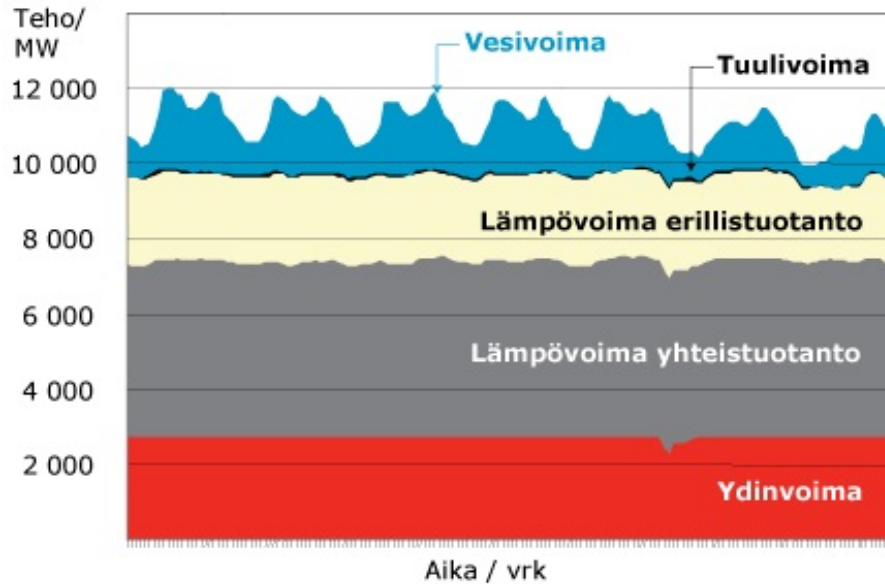
Konsensusta tuulivoiman lisäämisestä aiheutuvaan lisäsäädön tarpeeseen ei ole saavutettu, mutta arviot ovat luokkaa 10 % [Suomen tuulivoimayhdistys ry, 2013] - 30 % [Vesirakentaja, 2008, ss. 16-17] rakennetusta tuulivoimakapasiteetista. Toisaalta esimerkiksi Energiategollisuus [2009, s. 22] arvioi, että rakennetusta tuulivoimasta voidaan laskea vain 10 % kulutushuipun mukaiseen kapasiteettiin, koska sähköntuotantokapasiteetin täytyy varmasti olla huippukulutuksen aikaan käytettävissä. Vastaava luku Työ- ja elinkeinoministeriön arvioissa on 6 % [TEM, 2009, s. 25].

Rinne [2010, s.21] esittää, että tuotantorakenteen muutos voi muuttaa vesivoiman tuotantotapaa ja optimointia. Nykyistä kapasiteettia täytyy alkaa suunnitella ja käyttää tavalla, joka entistä enemmän huomioi säätötarpeet ylös- ja alaspäin. Tämä haastaa optimoinnin, koska optimoinnin täytyy kyetä luotettavasti toimimaan päätöksenteon tukena, kun tuotannosta tulee vaikeammin ennustettavaa.

Kulutuksesta riippumattoman sähköntuotannon lisääminen vaikeuttaa tarvittavan tuotantomäärän ennustamista ja kasvattanee sähkönhinnan vaihtelevuutta. Tosin hintavolatiliteetin kasvaminen vaatii paremmat sähkönsiirtoyhteydet toteutuakseen. [Juntunen, 2012] Suomen sisäistä sähkönsiirtoa kehitetään reilusti vuoteen 2017 mennessä, kun Fingrid korvaa 220kV kantaverkon 400kV verkolla [Fingrid Oyj, 2013b]. Lisäksi valtojen välisiä siirtoyhteyksiä on lisätty. Optimoinnin kannalta suuremmat hintavaihtelut mahdollistavat paremman taloudellisen tuloksen. Toisaalta myös suurempien tehonjakovirheiden tekemisen riski kasvaa, jos tuotantoprofiili on vaihteleva ja huonommin ennustettavissa.

Järjestelmävastaava suunnittelee siirtymistä tuotantosuunnitelman jaksonpituudessa 60 minuutista 15 minuuttiin Saksan ja monien muiden maiden tapaan. Muutos koskisi koko järjestelmää sisällyttäen muun muassa tuotantosuunnittelun, kaupankäynnin ja säätösähkömarkkinat. [Laine, 2011] Tämän muutoksen käytännön vaikutuksia sähköjärjestelmään ei vielä tunneta, mutta se vaikeuttaisi myös optimointia huomattavasti. Vähintään se tekisi kokeemukseen perustuvan tehonjaon hankalaksi, koska työaikainen tapahtuma- ja päätöksentekotaajuus kasvaisi huomattavasti. Se myös lisäisi optimointiohjelmiston laskentaan kuluva aikaa, koska optimoitavien ohjausten määrä kasvaisi. Toisaalta se vaatisi laskenta-ajan pysyvän yhä pienemmässä aikavälissä.

Sähköntuotanto Suomessa viikolla 5/2010



Kuva 1: Aikasarja sähkökulutuksesta Suomessa viikolla 5/2010. Vesivoimala tuotettu teho vaihtelee merkittävästi vuorokauden aikana.

3.1.3 Vesivoima

Vesivoimalla tuotetaan sähköenergiaa. Saatu energia on uusiutuvaa ja päästötöntä, koska vesivoimatuotantoon käytetty vesi lainataan veden normaalista kiertokulusta. Suomen sähköntuotannosta vesivoimalla katetaan vajaa viidennes. Vesivoima on luonteeltaan säätövoimaa. Säädöllä tarkoitetaan toisaalta vuorokausi-, viikko- ja vuositason säätöä, mutta usein sillä tarkoitetaan myös sekunti- ja minuuttitaso säätöä. Vuorokausisäädön merkitys nähdään kuvasta 1, jossa vesisähkön tuotanto vaihtelee vuorokaudessa 500 - 2500 MW välillä. Yleinen periaate vesivoimatuotannossa on säästää kevään tulva-vesi seuraavan talven kohonnutta kysyntää ja korkeampia hintoja varten.

Vesivoimatuotantoa ohjaavat monet rajoitukset. Keskeisin rajoitus tai ominaisuus on raaka-aineen määrän vaihtelu sään mukaan. Vesistöalueen sadanta vuoden aikana määrittää pitkälti vesivoimayhtiön tuotannon ja tuloksen. Hyvänä vesivuonna vettä pyritään säilömään ylivuotisiin tekoaltaisiin, jotta huonona vesivuonna tuotantokapasiteettia olisi riittävästi. Lisäksi tuotantoa rajoittavat tekniset rajoitukset ja ympäristövaikutusten minimointi.

Vesivoimatuotannon perusidea on varastoida vettä patoaltaaseen kahden eri

pinnankorkeuden välisen potentiaalieron saavuttamiseksi. Ylemmän altaan (yläallas) veteen varastoitunut potentiaalienergia muutetaan turpiinin pyöriäksi liike-energiaksi juoksuttamalla vettä turpiinin läpi ala-altaaseen. Turpiinin pyörimisliike muutetaan generaattorilla sähköenergiaksi ja tuotettu sähkö jaetaan käyttäjille sähkönsiirtoverkolla. Turpiinin akseliteho riippuu kaavan (1) mukaisesti putouskorkeudesta h [m], virtaamasta Q [m^3/s] ja turpiinin hyötysuhteesta η . Tekijä ρ [kg/m^3] on veden tiheys ja g on maan vetovoiman kiihtyvyys [m/s^2].

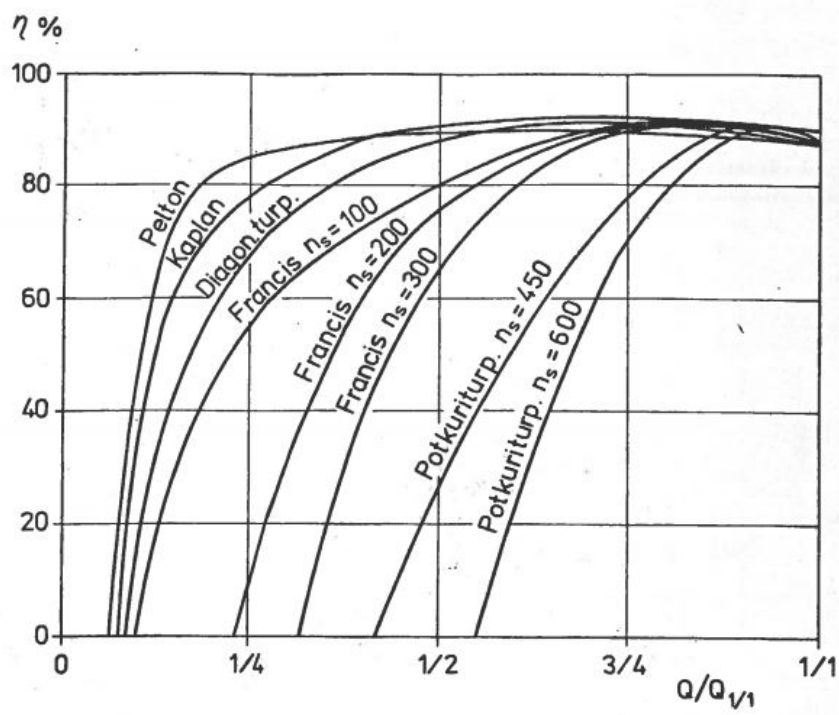
$$P(h, Q) = h \times Q \times \eta(h, Q) \times \rho \times g \quad (1)$$

Tuotettu teho on implisiittisesti määritelty, koska hyötysuhde η on virtaaman Q ja putouskorkeuden h funktio. Hyötysuhde on turpiinityypistä riippuen parhaimmillaan välillä 90-95% [Määttänen et al., 1981, ss. 81-90]. Kuvan 2 perusteella Suomessa yleisimmän Kaplan-turbiinin hyvän hyötysuhteen alue on varsin laaja. Parhaan hyötysuhdealueen hyödyntäminen on yksi optimoinnin keinoista parantaa kustannustehokkuutta eli tavoitella optimia. Reunaehdot hyötysuhteelle saadaan yksittäisen turpiinin teknisestä suorituskyvystä. Tehonjaon suunnittelussa hyötysuhdetta voidaan kasvattaa pitämällä putouskorkeus mahdollisimman suurena ja virtaamataso optimaalisena. Vesivoimalaitoksella voi olla useita koneistoja, joten oma optimointiongelmansa on se, kuinka virtaama jaetaan yksittäisen laitoksen koneistoille tai kuinka montaa konetta kannattaa pitää käynnissä.

3.1.4 Kemijoki Oyi

Kemijoki Oy (Kejo) on vuonna 1954 perustettu vesivoimayhtiö, jonka tarkoituksena on tuottaa sähköä. Kejo omistaa 20 vesivoimalaitosta ympäri Suomea, joista 16 sijaitsee Kemijoen vesistöalueella. Vesistöalueen voimaloiden kokonaiskapasiteetti on noin 1200 MW, josta Kemijärven alapuolisen jokiosuudella 1023 MW (pääuoma). Vuonna 2012 vesisähkön osuus Suomessa tuotetusta sähköstä oli lähes 25%, josta Kemijoki Oy tuotti yli 30 %. [Kemijoki, 2012] Kejo on niin sanottu Mankala-yritys. Sen taloudellisenä tavoitteena ei ole tehdä voittoa vaan toimia kustannustehokkaasti.

Kejon osakekanta jakautuu vesi- ja rahaosakkeisiin. Tuotettu sähkö jaetaan vesivoimaosakkaille omakustannehintaan kun taas rahaosakkaat ovat tavallisia osakkeenomistajia. Vesivoimaosakkaat myyvät tai käyttävät Kejon tuottaman sähkön. Suurin vesivoimaosakas on Fortum Power and Heat Oy, joka



Kuva 2: Eri turbiinimallien hyötysuhde virtaaman funktiona [Määttänen et al., 1981, s. 86]

omistaa noin 64 % vesiosakkeista. Suomen valtiolla on 50.1% osuus koko osakepääomasta, mutta valtio ei omista vesiosakkeita. [Kemijoki, 2012]

Kejo ei osallistu Nord Pool-pörssin sähkökauppaan, mutta yhtiön vesivoimao-sakkaat myyvät sähköä Nord Pool-pörssissä ja antavat Kejolle seuraavan päivän *summatehovaade-ennusteen*. Ennusteen mukaan yhtiö suunnittelee seuraavan päivän tehonjaon. Jäljelle jäänyttä kapasiteettia Kejo voi myydä reservimarkkinoilla Suomen *kantaverkkoyhtiö* Fingrid Oyj:lle säätövoimaksi. Reservimarkkinoilta saatu taloudellinen hyöty parantaa Kejon kustannustehokkuutta osakkaiden näkökulmasta. [Heikkilä, 2013]

3.2 Optimoinnin tavoitteet

3.2.1 Optimoinnista yleisesti

Termillä optimointi tarkoitetaan tässä työssä vesivoimaketjun lyhyen aikavälin optimaalista tehonjakoa laitosten kesken, kun tulevaisuuden *summatehovaade-ennuste* tunnetaan. Optimoinnin tavoitteena on maksimoida tuotettu sähköenergia ja tehoreservikapasiteetti mahdollisimman vähillä resursseilla, ympäristövaikutuksilla, riskeillä ja kustannuksilla. Optimointiongelma on monitavoitteinen, koska mainitut tavoitteet ovat osin ristiriitaisia keskenään.

Vesivoimaketjun optimointi on stokastinen ongelma, koska tiedot tulevaisuudesta ovat epävarmoja. Tietoihin liittyvä epävarmuus tosin vähenee lähellä reaaliaikaa. Esimerkiksi sähkönkulutus ja -tuotanto on stokastinen ilmiö. Siksi muutoksia tuotettavaan tehoon voi tulla reaaliajassa. Myös tehovaade-ennusteeseen tehdään muutoksia, kun tulevaisuuden tiedot tarkentuvat. Lisäksi säätilat ja sadanta aiheuttavat stokastisuutta jokisysteemissä.

3.2.2 Optimoinnin tavoitteet ja rajoitteet

Tässä työssä tarkasteltava optimointiongelma on monitavoitteinen. Lisäksi tavoitteet eivät ole yhteismitallisia keskenään. Optimoinnin tuotoksena saadaan tuotantosuunnitelma, jolla kyetään tuottamaan tehovaateen verran energiaa sekä reaaliajassa että tulevaisuudessa. Suunnitellun tehonjaon tulisi toteuttaa myös vaadittu määrä reservikapasiteettia. Optimointitavoitteena on minimoida tuotannossa käytetty vesimäärää, minimoida tuotannon riskiä, ympäristövaikutuksia ja koneistojen teknistä kulumista sekä maksimoida ylimääräistä reservikapasiteettia.

Lisääntyneellä riskillä tarkoitetaan *robustiuden* vähenemistä. Tuotannon riskit kasvavat, jos ylemmältä voimalaitokselta on juoksutettu paljon vettä, mutta alemman laitoksen yläallas on täynnä. Tällöin tilanne ei ole enää *robusti* eli mahdollinen muutos esimerkiksi tehovaateeseen muuttaa tuotantosuunnitelmaa paljon eikä muutoksiin kyetä hallitusti reagoimaan. Robustiutta heikentää myös se, että laitoksen yläallas on tyhjenemässä, eikä ylemmältä laitokselta ole juoksutettu vettä. Ympäristövaikutusten minimoinnilla tarkoitetaan pinnankorkeuksien liian voimakkaan vaihtelun estämistä sekä virtaamamuutosten pitämistä mahdollisimman pieninä.

Rajoitusehtoina ovat niin sanotut *lupaehdot* eli rajoitukset yläaltaiden pinnankorkeuksille sekä juoksutuksien mahdolliset ylä- ja alarajat. Lisäksi rajoitusehtoja ovat teho- ja reservivaateen täyttyminen. Teho- ja reservivaateen täyttäminen ovat luonteeltaan väljempää rajoitusehtoja kun taas lupaehdorojoituksia ei rikota missään tapauksessa. Reservirajoitteesta taas voidaan luopua, jos tehovaaderajoitetta ei muuten kyettäisi toteuttamaan. Itsestään selvät rajoitteet ovat laitosten nimellisvirtaamat ja koneistojen suorituskyky.

Pursimo et al. [1993] muistuttaa lisäksi, että vesivoimaketjun matemaattinen malli on tietysti tärkein rajoitus optimoinnissa. Se rajoittaa optimointia rakenteellisesti, mutta ei kuitenkaan ole samalla tavalla rajoitusehto kuten edellä mainitut. Mallin rajoittava rooli on tärkeää tiedostaa, koska mallin heikkous voi johtaa virheelliseen analyysiin ja johtopäätöksiin.

Ympäristörajoitteiden lisäksi on otettava huomioon ongelman tekniset rajoitukset. Niitä ovat esimerkiksi huonojen käyttöalueiden välttäminen ja koneistojen pysäytys- ja käynnistyskertojen minimointi. Käytännössä koneisto kannattaa pysäyttää huonon käyttöalueen välttämiseksi, jos huonon käyttöalueen aiheuttama haitta ylittää pysäytys- ja käynnistyskustannuksen. Jos koneisto on pysäytetty, kannattaa se käynnistää mahdollisimman pian, jotta lämpötilavaihtelut eivät rasittaisi sitä turhaan.

Eri vuodenaikoina tehonjakoa rajoittavat erilaiset tekijät. Keväisin tulva-aikaan säätövara on pieni, kun kaikkia koneita käytetään täydellä virtaamalla ja iso osa tulvavedestä juoksutetaan tulvaluukuista. Kesällä sähköä kulutetaan vähemmän kuin talvella ja tuotanto saattaa olla yöllä todella pientä (noin 5% kapasiteetista). Syksyisin jokeen täytyy saada aikaiseksi jääkansi, joka osaltaan estää hyydepadon muodostumista. Tällöin virtaaman tulisi olla keskimääräinen ja tasainen. Hyydepadon muodostuminen kriittiselle paikalle vaikeuttaisi koko talven vesivoimatuotantoa.

Optimointitavoitteet ovat osin ristiriitaisia keskenään. Esimerkiksi veden käytön minimointi voi olla ristiriidassa riskien minimoinnin kanssa. Korva [1997]

pohtii pääuoman mahdollisten tehonjakotapojen ääripäiden vaikutusta tuotannon riskeihin ja toteaa, että veden käyttöä pystyttäisiin mahdollisesti vähentämään, jos energiaa tuotettaisiin isommalla riskillä. Myös ympäristövaikutusten minimointi lisää käytettyä vesimäärää, koska tällöin rajoitetaan altaiden pinnankorkeuksien vaihteluita ja siitä syystä sallitaan esimerkiksi suurempi *uomahäviö* tai huonompi koneiston hyötysuhdealue. Lisäksi teknisen kulumisen vuoksi koneita ei voi pysäyttää ja käynnistää jatkuvasti, jolloin täytyy hyväksyä myös koneiston optimihyötysuhdealueelta poistuminen tai reservikapasiteetin pieneneminen.

Lisäksi ristiriidassa keskenään ovat teknisen kulumisen minimointi ja reservikapasiteetin maksimointi. Teknisten reservien (FCR, FRR) ylläpidosta ja käytöstä saadaan rahallista hyötyä. Tällaisia kapasiteetteja kannattaa ylläpitää, jos niistä saatava taloudellinen hyöty ylittää tappiot. Tappiota on hyötysuhteen heikentyminen, mutta tappiota voi kertyä myös koneiston teknisesti epäasiallisesta käytöstä johtuvista kulumisesta. Kulumisen määrän ja arvon määrittäminen on hankalaa.

3.2.3 Pareto-optimaalisuus ja additiivinen kustannusfunktio

Monitavoiteoptimoinnissa Pareto-parannukseksi kutsutaan parannusta, joka saavutetaan parantamalla vähintään yhtä kriteerikohtaisista kohdefunktiosta huonontamatta muita. Käytännössä se tarkoittaa sitä, että Pareto-optimipisteestä ei voi siirtyä mihinkään huonontamatta jonkin kriteerifunktion arvoa (Määritelmä 1). Kaikki Pareto-pisteet X_{PO} ovat matemaattisesti yhtä hyviä keskenään. Niistä valitaan paras päätöksentekijän preferenssien mukaan.

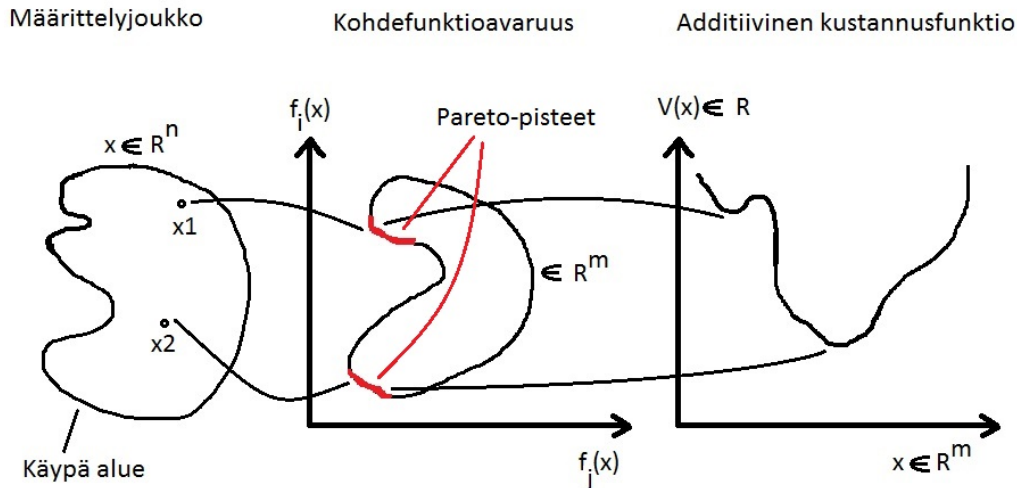
Määritelmä 1 *Pareto-optimaalisuus: $x^* \in X_{PO}$, jos $\nexists x \in X$ siten, että*

$$\begin{cases} f_i(x) \geq f_i(x^*) & \forall i \in [1, \dots, m] \\ \exists j \in [1, \dots, m] & \text{s.e. } f_j(x) > f_j(x^*), \end{cases} \quad (2)$$

missä m on tavoitefunktioiden lukumäärä, $X \in \mathbb{R}^n$ on määrittelyjoukko ja $X_{PO} \subset X$ on Pareto-pisteiden joukko.

Seuraavaksi esitetään tärkeä tulos liittyen additiivisen kustannusfunktion soveltumiseen monitavoitteisen ongelman ratkaisuun. Olkoon kokonaisarvofunktio $V : \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}$, $V(f(x)) = \sum_{i=1}^m w_i v_i(f_i(x))$, $\sum_i w_i = 1$, jossa v_i :t ovat kriteerikohtaisia arvofunktiota, f_i :t aidosti laskevia kriteerikohtaisia kohdefunktioita, $w_i \in [0, 1]$ kuvaa päätöksentekijän painoarvoa kriteerille i ja x määrittelyjoukon $X \in \mathbb{R}^n$ piste. Tällöin V :n minimi on Pareto-optimi

eli $V(f(x^*)) = \min_{x \in X} V(f(x)) \rightarrow x^* \in X_{PO}$ ¹. Kuvassa 3 esitetään tämä ajatus graafisesti.



Kuva 3: Additiivisen arvofunktion minimi on Pareto-piste, jos kohdefunktiot ovat aidosti laskevia. Kuvassa kaksiulotteinen tilanne, jossa kohdefunktiot voisivat olla esimerkiksi käytetty vesimäärä. Ratkaisu x_1 on lokaaali minimi, kun taas ratkaisu x_2 on globaali minimi.

4 Tutkimusmenetelmät

Tässä työssä esitellään lyhyesti analyttisiä ratkaisumenetelmiä ja arvioidaan niiden soveltumista vesivoimaketjun optimointiin. Sen lisäksi luodaan joen matemaattinen malli. Mallia hyödynnetään mehiläisalgoritmiin perustuvassa simulointioptimoinnissa.

¹Todistus: Oletetaan, että x' ei ole Pareto-piste. Tällöin $\exists x^* \in X$, jolle pätee $f(x^*) \leq f(x')$ ja $f(x^*) \neq f(x')$. Koska kokonaisarvofunktion V on aidosti laskeva jokaisen kriteeri-kohtaisen funktion f_i suhteen, seuraa tästä, että $V(f(x^*)) < V(f(x'))$. Tästä seuraa, että $V(f(x^*)) < \min_{x \in X} V(f(x))$.

4.1 Tunnettuja ratkaisumenetelmiä

Optimointiongelmiä ratkaisumenetelmät voidaan luokitella useiden ominaisuuksien mukaan, esimerkiksi analyttisiin ja heuristisiin menetelmiin. Termillä "heuristinen" tarkoitetaan menetelmää, joka perustuu esimerkiksi määrittelyjoukon pienentämiseen sivistyneellä arvauksella tai satunnaisuudella.

Heuristiset ja analyttiset menetelmät eroavat paljon toisistaan. Analyttiset menetelmät ovat niin sanottuja perinteisiä menetelmiä, jotka ovat usein deterministisiä ja joihin sisältyy laskennallisesti vaativia derivaattamatriiseja sekä lineaarialgebraa. Heuristiset menetelmät ovat matemaattisesti yksinkertaisempia kuin analyttiset, koska niissä käytetyt laskuoperaatiot ovat usein ainoastaan yhteen-, vähennys-, jako- ja kertolaskuja. Tosin laskuoperaatioiden määrä on useita kertaluokkia suurempi heuristisissa kuin analyttisissä menetelmissä. Optimointiongelman satunnaisuus huomioon ottaen on usein yksinkertaisempaa heuristisissa menetelmissä, jotka usein itsekin perustuvat satunnaisuuteen. Heuristisilla menetelmillä on mahdollista löytää globaali ratkaisu ongelmista, joihin analyttiset menetelmät tarjoavat ehkä vain lokaaleja ratkaisuja. Toisaalta analyttisillä menetelmillä lokaali ratkaisu voi löytyä huomattavasti helpommin kuin heuristisilla. Usein analyttisen menetelmän ulostulona saadaan yksi ratkaisu kun taas heuristisen menetelmän ulostulona on usein ratkaisujoukko. [Harpman, 2012, ss. 13 - 18]

On olemassa useita analyttisiä ratkaisumenetelmiä, joilla vesivoimaketjun optimointiongelmaan löytyy ratkaisu. Alla esitellään lyhyesti lineaarinen optimointi, dynaaminen ohjelmointi ja tilatakaisinkytkentä. Aluksi esitellään lyhyesti analyttisiä ratkaisumenetelmiä, kun taas heuristisista menetelmistä paneudutaan mehiläisalgoritmiin luvussa 4.3.

4.1.1 Lineaarinen optimointi

Vesivoimaketjun optimointiongelma on epälineaarinen, mutta voidaan yksinkertaistettuna esittää myös lineaarisena. Optimointitehtävien tunnetusti ratkeava erikoistapaus on tilanne, jossa tavoitefunktio ja rajoitusehdot ovat lineaarisia. Linearisessa optimoinnissa ratkaistaan lineaarinen tavoitefunktio (3) lineaaristen rajoitusehtojen (4) ollessa voimassa.

$$\min \quad \mathbf{c}^T \mathbf{x} \tag{3}$$

$$s.e. \quad \mathbf{A} \mathbf{x} = \mathbf{b} \tag{4}$$

$$\forall x_i \geq 0 \tag{5}$$

missä $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ on päätösmuuttujamatriisi ja $\mathbf{c} \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ sekä $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ ovat vakiokerroinmatriiseja.

Lineaarisen optimoinnin vahvuus on, että laajakin ongelma ratkeaa varsin nopeasti. Menetelmän heikkous tämän työn näkökulmasta on, että vesivoimaketjun optimointiongelma ei ole lineaarinen ja käytetyn mallin täytyy siksi poiketa paljon todellisuudesta. Esimerkiksi hyötysuhde on epälineaarinen funktio virtaamasta ja pinnankorkeudesta. Lisäksi lineaarisen optimoinnin ominaisuus on löytää optimitulos rajoitusehtojen rajoilta, mikä ei ennusta robusteja tuloksia.

Kerttula [2012] kehittää lyhyen aikavälin linearisoidun optimointimallin Kemijokeen verrattavissa olevaan jokisysteemiin. Mallin tavoite on saada paras mahdollinen tuotto Nord Poolissa myydystä sähköstä eli se lienee apuväline kaupankäyntiin eikä tuotannon suunnitteluun. Kaupankäynnin apuvälineenä optimointimalli toimii, koska sillä kyettiin parantamaan markkinoilta saatua tuottoa noin 1% luokkaa verrattuna aiempiin tarjousstrategioihin. Kerttula tosin mainitsee, että pitkässä juoksussa tarkkojen hintaennusteiden tekeminen on haastavaa.

4.1.2 Dynaaminen ohjelmointi

Dynaamisen ohjelmoinnin (Dynamic Programming, DP) ajatuksena on pilkkoa ongelma toisistaan riippumattomiin aliongelmiin ja käydä sen jälkeen kaikki mahdolliset kombinaatiot läpi. Rekursiiviselle ratkaisutavalle antaa teoreettisen perustan Bellmanin optimaalisuusperiaate, jonka mukaan optimaalisen ratkaisun osaratkaisu on myös optimaalinen. Vesivoimaketjun optimoinnin jakaminen täysin itsenäisiin ja riippumattomiin aliongelmiin on mahdotonta, koska yläjuoksun päätökset realisoituvat alajuoksulla viiveellä eli tuntien välinen kytkentä on vahva.

Dynaamiseen ohjelmointiin voidaan lisätä satunnaisuutta, jolloin sitä kutsutaan stokastiseksi dynaamiseksi ohjelmoinniksi. Bucher [2011] tutkii yhden pumppuvoimalan optimaalista käyttöä kolmella algoritmilla, joista yksi on stokastinen dynaaminen ohjelmointi.

Teoriassa DP-algoritmeilla voidaan laskea monimutkaisia ongelmia, mutta tällöin laskenta-aika kasvaa. Tämä DP-algoritmin ominaisuus tunnetaan nimellä *curse of dimensionality*. Esimerkiksi Pursimo et al. [1993] näyttää, että vesivoimaketjun tapauksessa tutkittavien kombinaatioiden määrä on luokkaa $100^{10} + 100^{50} = 10^{120}$ ², eikä sitä ole mahdollista ratkaista järkevässä ajassa.

²(diskretoitujen ohjausten määrä ohjausta kohti)^{ohjaus} + (diskretoitujen tilojen mää-

Toisaalta DP-algoritmia voidaan hyödyntää lyhyemmän aikahoriston optimointiin tai sitä voidaan kehittää tilanteen mukaan siten, että laskenta-aika vähenee. Esimerkiksi Cervellera et al. [2007] kehittävät ratkaisua laskenta-aikaongelmaan käyttämällä muun muassa neuroverkkomalleja.

4.1.3 Tilatakaisinkytkentä

Yleinen dynaaminen tilaesitys S on muotoa:

$$S : \begin{cases} \dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t), & \mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0 \\ \mathbf{y}(t) = \mathbf{c}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) \end{cases} \quad (6)$$

missä $\mathbf{x}(t) \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ on tilavektori ja alkutila \mathbf{x}_0 tunnetaan, $\mathbf{u}(t) \in \mathbb{R}^{k \times 1}$ ohjausvektori ja $\mathbf{y}(t) \in \mathbb{R}^{k \times 1}$ niin sanottu vaste- tai ulostulovektori. Optimoinnin kannalta tärkeitä ovat tila- ja ohjausvektorit. Lisäksi vesivoimaketjun optimoinnissa $\mathbf{x}(t) = \mathbf{y}(t) \quad \forall t$, koska ulostulo ja tila ovat sama suure (pinnankorkeus).

Lineaarinen tilaesitys esitetään kaavassa (7), jossa \mathbf{A} on systeemimatriisi, \mathbf{B} ohjausmatriisi, \mathbf{C} lähtömatriisi ja \mathbf{D} suoravaikutusmatriisi.

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t), & \mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0 \\ \mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t) \end{cases} \quad (7)$$

Kemijoki Oy:n käytössä oleva optimointimalli perustuu tilatakaisinkytkentään. Se on kehitetty Kemijoki Oy:lle yhteistyössä Tampereen teknillisen yliopiston kanssa 1980-90-luvuilla. Malli on otettu käyttöön vuonna 1996 [Korva, 1997]. Suunnitteluongelmana optimointimallissa on "tunnittainen tehon jako eri laitosten kesken, kun ketjun tehoennuste tunnetaan". Optimointimallin ensisijainen tavoite on täyttää saatu tehovaade. Mallin kustannusfunktio on neliöllinen ja siinä sakotetaan muun muassa pinnankorkeuksien $\mathbf{y}(t)$ virheestä tiettyihin tavoitepinnankorkeuksiin. Se lisää ratkaisun robustiutta. Lisätavoitteina on kuluttaa mahdollisimman vähän vettä ja pitää juoksutusten muutokset tasaisena. Lisäksi kullekin laitokselle määritellään ohjetehto, josta

rä tilaa kohti)^{tila}. Ohjauksia on ainakin 10 voimalaitosta, mutta niitä voi olla enemmän esimerkiksi ottamalla kaikki Kejon voimalaitokset huomioon tai valitsemalla ohjauksiksi yksittäiset koneistot laitosten sijaan. Diskreetointiväli on tässä esimerkissä 100, mikä olisi reilusti muutaman päivän tuntien lukumäärä.

poikkeamista sakotetaan. Sen painoarvo ratkaisussa on tosin vähäinen. Rajoitusehtoina ovat pinnankorkeuden ja virtaamien rajat. [Pursimo and Lautala, 1993]

Mallissa yleiseen lineaariseen tilamalliin (7) lisätään häiriötermi \mathbf{q}_k , joka kuvaa voimaloiden väliin laskevia sivuvesiä aikavälillä $[k-1, k]$. Diskretoitu tilaesitys on siis kaavan (8) mukainen. Hetkellä k tiloina \mathbf{x}_k ovat pinnankorkeudet voimalaitoksilla ja ohjauksina \mathbf{u}_k laitospkohtaiset juoksutukset.

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{A}_k \mathbf{x}_k + \mathbf{B}_k \mathbf{u}_k + \mathbf{q}_k \quad (8)$$

Kejon käytössä olevan mallin vahvuus on, että sen tavoite tehoennusteen "tunnittainen tehonjako eri laitosten kesken" on edelleen relevantti. Myös optimointitavoitteet ja -rajoitteet ovat oikeita. Ainoa suurempi muutos liiketoimintaympäristössä on, että säätövoiman tuottaminen on nykyään markkinaehtoista. Tätä käytössä oleva malli ei huomioi. Lisäksi mallin tulokset ovat joissain tilanteissa osoittautuneet epäluotettaviksi.

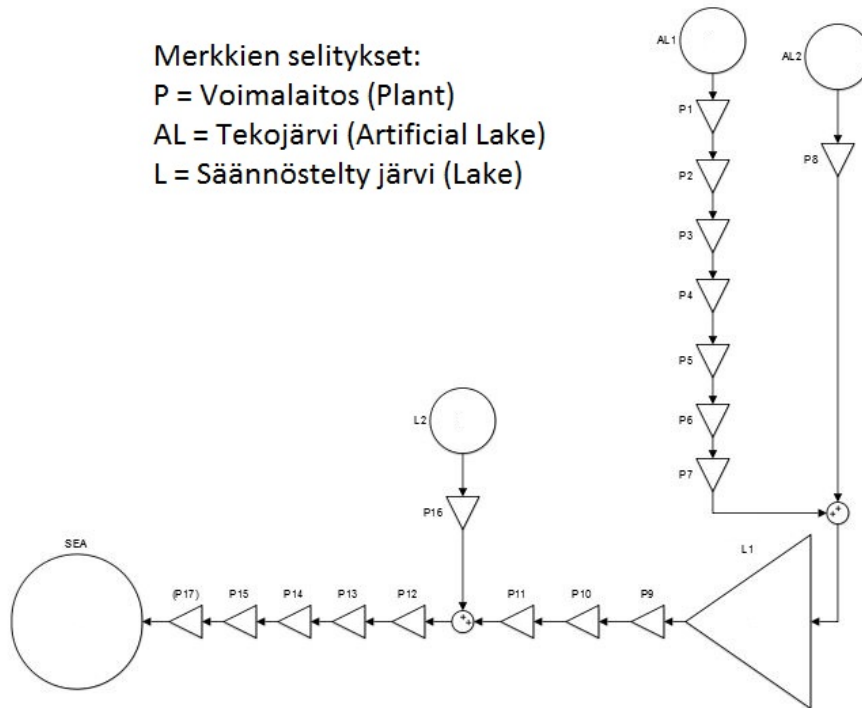
4.2 Vesivoimaketjun mallintaminen ja kustannusfunktion konstruointi

Jokisysteemi esitetään kuvassa 4, jossa laitokset P9-P17 muodostavat niin sanotun pääuoman ja L1 on säännöstelty allas Kemijärvi. Tässä työssä tutkitaan ainoastaan pääuoman optimointia, koska se muodostaa suurimman osan tuotantokapasiteetista. Lisäksi tekojävien käyttö on laajempi ongelma, johon liittyy pidemmän aikavälin tavoitteet ja kaupankäynti sähkömarkkinoilla.

Optimoitavana ohjausmuuttujana on kunkin laitoksen i hetkittäinen virtaama eli ohjaus $\mathbf{u}_i(t) \in [0, 1]$, jossa 1 tarkoittaa laitoksen nimellisvirtaamaa ja 0 nollavirtaamaa. Lupaehdot rajoittavat osaa virtaamasta \mathbf{U} . Ongelman ratkaisuna täytyy löytää optimaalinen ohjausmatriisi \mathbf{U} :

$$\mathbf{U} = [\mathbf{u}(t_0), \mathbf{u}(t_1), \dots, \mathbf{u}(t_L)] \in \mathbb{R}^{m \times L}; \mathbf{u}(t) = [\mathbf{u}_1(t), \dots, \mathbf{u}_m(t)]^T \in \mathbb{R}^m \quad (9)$$

Kaavassa (9) m on pääuoman laitosten lukumäärä ja L on optimointihorisonnin diskretoitu pituus. Kunkin laitoksen välillä on viive $\mathbf{d} = [d_1, \dots, d_m]^T$, joka vaihtelee tunnista lähes vuorokauteen. Viiveet \mathbf{d} riippuvat joen virtaamasta, mutta \mathbf{d} :tä voidaan arvioida usein vakiovektorilla. Viiveen aiheuttama ajanhetkien välinen kytkentä tekee optimoinnista haastavan, koska ongelmaa



Kuva 4: Jokisysteemi

ei voi pilkkoa erillisiin osiin. Optimoinnin ja käytön kannalta optimointihorisontin ensimmäinen vuorokausi on tärkein, koska tulevaisuuden tuotantorajoitusten ja ennustemuutosten vaikutukset vaimenevat systeemisä suhteellisen nopeasti [Korva, 2013]. Viiveiden vuoksi optimointihorisonttia on kuitenkin pidettävä riittävän pitkänä, jotta optimointihorisontin päähän ei synny tilannetta, johon ei kyettäisi reagoimaan.

Lisäksi voimalaitosten väliin laskee vettä vesistöalueelta. Tämä ominaisuus lisää jokisysteemiin stokastisuutta. Tätä virtaamaa merkitään matriisilla $\mathbf{Q}_{\text{vali}} = [\mathbf{q}_{\text{vali}}(t_0), \mathbf{q}_{\text{vali}}(t_1), \dots, \mathbf{q}_{\text{vali}}(t_L)] \in \mathbb{R}^{m \times L}$. Matriisin \mathbf{Q}_{vali} ensimmäiseen riviin sisältyy ylemmiltä laitoksilta P1-P8 tullut vesimäärä. Matriisi \mathbf{Q}_{vali} pohjautuu havaintoihin ja niistä tehtyihin ennustuksiin. Ennusteen epävarmuus kasvaa ajanhetkestä t_0 eteenpäin.

Merkitään jokisysteemin laitosten yläpinnankorkeuksia matriisilla $\mathbf{W}_{\mathbf{Y}}$ ja alapinnankorkeuksia $\mathbf{W}_{\mathbf{A}}$, joille pätee $\dim(\mathbf{W}_{\mathbf{Y}}) = \dim(\mathbf{W}_{\mathbf{A}}) = \dim(\mathbf{U})$. Luopaehtojen mukaan yläpinnankorkeuksien täytyy pysyä välillä $\mathbf{C}_{\text{ala}} \in \mathbb{R}^m$ ja $\mathbf{C}_{\text{yla}} \in \mathbb{R}^m$. Laitoksen i yläpinnankorkeus hetkellä t riippuu juoksutuksesta $\mathbf{U}(i, t)$, edellisen tunnin pinnankorkeudesta $\mathbf{W}_{\mathbf{Y}}(i, t - 1)$, ylemmän laitok-

sen juoksutuksesta viivettä aikaisemmin $\mathbf{U}(i-1, t-d_{i-1})$, altaan koosta A_i ja välivesistä $\mathbf{Q}_{\text{vali}}(i, t)$. Laitoksen i alaveden pinnankorkeus hetkellä t taas riippuu alemman laitoksen pinnankorkeudesta $\mathbf{W}_{\mathbf{Y}}(i+1, t)$, edellisen ajanhetken pinnankorkeudesta $\mathbf{W}_{\mathbf{A}}(i, t-1)$ ja edellisten ajanhetkien juoksutuksista $C_{t-c}\mathbf{U}(i, t-c), C_{t-c+1}\mathbf{U}(i, t-c+1), \dots, C_t\mathbf{U}(i, t)$, missä C ja c ovat laitoskohtaisia parametreja.

Laitoksella i ajanhetkellä t tuotannon riski $P_{\text{risk}}(t)$ kasvaa, jos ylemmältä laitokselta $i-1$ on juoksutettu paljon vettä ja pinnankorkeus $\mathbf{W}_{\mathbf{Y}}(i, t)$ on lähellä lupaehtojen ylärajaa $\mathbf{C}_{\text{yla}}(i)$. Toisaalta riski kasvaa, jos pinnankorkeus $\mathbf{W}_{\mathbf{Y}}(i, t)$ on hyvin matalalla. Tällöin mahdollisesti nousevaan tehovaateeseen tai reservikapasiteettien käyttöönottoon ei kyetä vastaamaan. Yhtenä optimintitavoitteena on robustiuden lisääminen eli riskin minimointi.

Laitoksella i tuotettu teho hetkellä t riippuu virtaamasta eli ohjauksesta $\mathbf{u}_i(t)$, laitoksen ylä- ja alavesien korkeuserosta $h_i(t)$ sekä hyötysuhteesta $\eta(\mathbf{u}_i(t))$. Hyötysuhdetta approksimoidaan kaavalla (10), jossa A, B ja C ovat laitoskohtaisia vakioita. Kullakin koneistolla on oma maksimihyötysuhde η_{max} ja lisäksi on määritelty $\eta(Q) = \max(0, \eta(Q))$. Laitoksen i taajuusohjatut reservikapasiteetit tunnilla t $p_i^f(t)$ (käyttöreservi) ja $p_i^h(t)$ (häiriöreservi) riippuvat ohjauksesta $\mathbf{u}_i(t)$ sekä käynnissä olevien koneiden lukumäärästä.

$$\eta(Q) = 1 - \frac{A}{Q} - \frac{B}{Q^2} + CQ, \quad A, B, C \in \mathbb{R}, \eta \in [0, \eta_{\text{max}}] \quad (10)$$

Tuotettu summateho ajanhetkeä kohden saadaan laskemalla kaikkien laitosten $i = 1, \dots, m$ tuottama teho yhteen kaavan 11 mukaisesti. Samalla periaatteella lasketaan myös tuotettujen reservikapasiteettien summat. Yhtenä rajoitusehtona on summatehovaateen ja summareservivaateiden täyttäminen. Ero summatehovaateesta $P_{\text{vaade}} = [P_{\text{vaade}}(1), \dots, P_{\text{vaade}}(t)] \in \mathbb{R}^L$ on määritelty tuntikohtaisesti kaavan 12 mukaisesti. Reservivaateiden toteutuminen on määritelty vastaavalla tavalla molemmille reservituotteille p^f ja p^h .

$$P_{\text{sum}}(t) = \sum_i P(u_i(t), h_i(t)) \quad (11)$$

$$\Delta P_{\text{sum}}(t) = |P_{\text{sum}}(t) - P_{\text{vaade}}(t)| \quad (12)$$

Kustannusfunktio voidaan nyt muotoilla esimerkiksi kaavalla 13. Additiivisen kustannusfunktion käyttö perustuu luvussa 3.2.3 esitettyyn ajatukseen

siitä, että additiivisen arvofunktion minimi on Pareto-piste, jos kaikki kriteerikohtaiset funktiot ovat (aidosti) laskevia. Ideaalitulanteessa kustannusfunktio saavuttaa arvon nolla ($\min(\mathbf{J}) = 0$), mutta usein kuitenkin käytännössä on $\min(\mathbf{J}) > 0$. Tämä johtuu kahdesta syystä. Ensiksi Pareto-piste ei välttämättä ole kaikkien erillisten mittareiden minimipiste. Toiseksi on haastava saada aikaan hyvyysmittarit M , joille pätsi aina $\min(\Delta M) = M^* = 0$. Eri-tyisesti riskin mittaaminen osoittautuu hankalaksi.

$$\mathbf{J} = \Delta \mathbf{P} + \Delta \mathbf{Q} + \mathbf{P}_{risk} + \mathbf{P}_{diff} \quad (13)$$

Kaikkia kustannusfunktion termejä pyritään minimoimaan. Termi $\Delta \mathbf{P}$ mittaa virhettä teho- ja reservivaateista, $\Delta \mathbf{Q}$ mittaa käytetyn vesimäärän eroa ideaalisesta vesimäärästä Q_{theory} . Teoreettinen vesimäärä voidaan määrittellä olettamalla, että hyötysuhde on aina 100 %, laitosten välillä ei ole viiveitä ja teho-vaade jaetaan laitoksille laitostehojen suhteessa. \mathbf{P}_{risk} on riskimitta ja myös se on ideaalitulanteessa nolla. \mathbf{P}_{risk} kasvaa, jos ylemmältä laitokselta juoksettu vesi voi aiheuttaa kestävämmän tilanteen alemmalla laitoksella. Kustannusfunktioon täytyy lisätä myös termi \mathbf{P}_{diff} , joka mittaa virtaamatasojen vaihtelua tuntien vaihtuessa ja sakottaa liian suurista vaihteluista. Sen tarkoituksena on osaltaan vähentää ympäristövaikutuksia.

4.3 Mehiläisalgoritmiin ja simulointiin perustuva optimointimalli

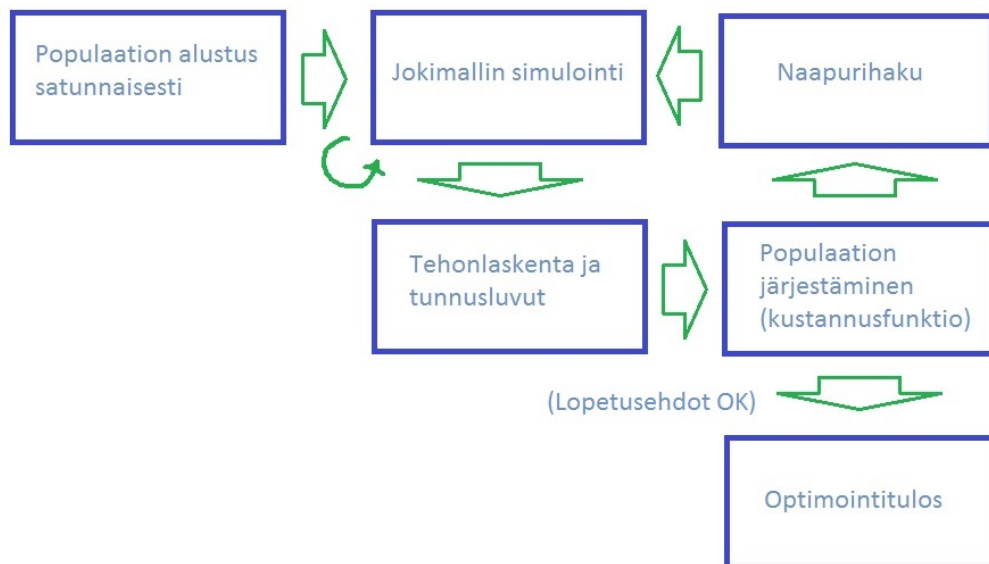
Niin kutsutut mehiläisalgoritmit (mm. Bees-Algorithm (BA) ja Honey-Bee Mating Algorithm (HBMA)) ovat esimerkkejä luonnosta inspiroituneista, evolutionäärisistä algoritmeista. Nimensä mukaan evolutionääriset algoritmit perustuvat väljästi biologisen eloonjäämiskamppailun selviytymisstrategioiden matkimiseen. Tämän osin satunnaisuuteen perustuvaa ongelmankentän voi rinnastaa monimutkaisiin optimointiongelmiin.

Pham et al. [2006] kehittää mehiläisalgoritmin (BA) ja toteaa sen toimivan hyvin tunnettuihin testiongelmiin. BA:n perusajatuksena on matkia mehiläispesän ruoan etsintää ja siten löytää optimointiongelman ratkaisu, jonka tulisi olla globaali ja robusti. Todellisen mehiläispesän ruoanetsinnän keskeiset vaiheet ovat työläisten satunnainen hakeutuminen lähimaastoon, sieltä palaaminen, kommunikointi pesässä olevien kanssa, heidän arvionsa kerätyn meden laadusta ja lopulta työläisten ohjattu paluu parhaaksi arvioituihin suuntiin. Näin pesä löytää kollektiivisesti parhaat kedot mahdollisimman läheltä. Rinnastettuna optimointiongelmaan, sijainti maastossa kuvaa kontrol-

limuuttujen arvoja eli määrittelyjoukkoa ja kukkakedot arvojoukkoa, joiden keskinäinen paremmuusjärjestys selviää kustannusfunktion avulla.

Gavrilas and Stahie [2010] esittää kolmen vesivoimalan optimointiongelmaan ratkaisun, joka perustuu Honey-Bee-Mating-Algoritmiin (HBMA). Se eroaa monelta osin yllä esitetystä mehiläisalgoritmista, vaikka on saanut inspiraationsa myös mehiläispesästä. Tuloksena saadaan tehonjako, joka on robusti ja säästää vettä verrattuna operaattorivetoiseen käyttöön.

Tässä työssä kokeillaan mehiläisalgoritmin soveltumista luvussa 4.2 esitellyn jokisysteemin optimointiin. Algoritmin päävaiheet perustuvat pitkälti lähteeseen Pham et al. [2006]. Keskeisenä erona on se, että kuvaus määrittelyjoukosta kohdefunktioavaruuteen korvataan jokimallin simuloinnilla. Algoritmin päävaiheet sovellettuna tähän ongelmaan esitetään kuvassa 5.



Kuva 5: Sovelletun mehiläisalgoritmin päävaiheet

Populaatiolla tarkoitetaan joukkoa mehiläisiä. Yksi mehiläinen samaistuu yhteen ohjausmatriisiin U ja algoritmin alussa nämä ohjausmatriisit ovat satunnaisia. Algoritmin seuraavassa vaiheessa jokiuoma simuloidaan jokaiselle populaation jäsenelle. Mehiläisten tarjoamiin ratkaisuihin voidaan puuttua ainoastaan, jos pinnankorkeuksien rajoitusehtoja tietyin ehdoin rikotaan. Tehonlaskentaosassa lasketaan jokiuomasimulaation perusteella tuotannon tunnuslukuja. Niitä ovat esimerkiksi tuotettu teho, reservikapasiteetit ja tuotannon riskit.

Seuraavassa vaiheessa populaatio laitetaan paremmuusjärjestykseen kustannusfunktion avulla. Populaatio jaetaan kolmeen osaan. Parhaiden mehiläisten osoittamille määrittelyjoukon pisteille tehdään ohjattu naapurihaku kaavan 14 mukaisesti. Tällöin määrittelyjoukossa ollaan pisteessä \mathbf{U}' , joka suurella todennäköisyydellä eroaa edellisen kierroksen pisteestä \mathbf{U} .

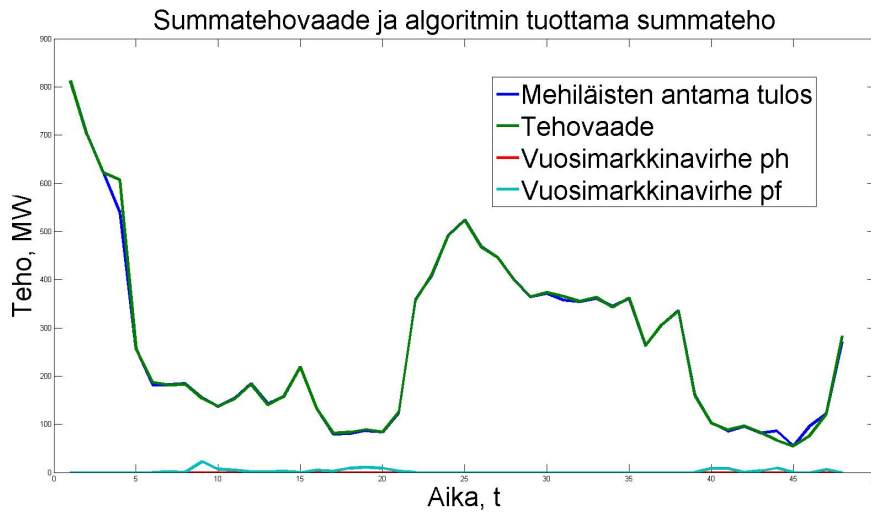
$$\mathbf{U}' = \mathbf{U} + a\mathbf{I}(\Delta\mathbf{p}(\mathbf{h}))(1 + \mathbf{G}), a \in \mathbb{R}, G(i, j) \sim N(\mu, \sigma^2) \quad (14)$$

Naapurihaun kaavan 14 indikaattorifunktio $I(\Delta p(h))$ on määritelty siten, että se on negatiivinen, jos tehovaade ylitetään tunnilla h ($\Delta p(h) < 0$), muutoin positiivinen. Sen tarkoituksena on ohjata tuloksia oikeaan suuntaan. Muutuja \mathbf{G} kuvaa normaalijakautuneita satunnaislukuja ja a on skaalauskerroin. Toiseksi parhaiden mehiläisten seuduille tehdään normaalijakautunut naapurihaku ilman kaavan 14 ohjaustekijää. Huonoimman tuloksen tuoneet mehiläiset lähtevät joko etsimään satunnaisesti tai ne asetetaan tekemään kahta edellä mainittua naapurihakua. Jokuoman simulointi ja tehonlaskentavaihe suoritetaan uudestaan tällä uudella ja paremmalla populaatiolla. Tätä iteroitua jatketaan, kunnes lopetusehdot täyttyvät. Tuloksena saadaan ratkaisujoukko, joista parhaiden tulisi olla optimiratkaisuja.

5 Tulokset

Mehiläisalgoritmi löytää vesivoimaketjun optimointiongelmaan usein ratkaisun. Kuvassa 6 näytetään erään 48 tunnin mittaisen optimointihorisontin summatulos eli kaikkien laitosten tuottamat tehot summattuna. Tehovaade toteutuu suhteellisen tarkasti lukuunottamatta tuntia $t=4$ ja horisontin loppupäätä. Myös tehoreservivaateet (p^f ja p^h) toteutuvat suhteellisen hyvin, mutta niiden virheet tunneilla 7-22 johtuvat siitä, että kyseisessä testiajossa osa koneistoista oli pysäytettynä noiden tuntien aikana. Tällöin hyötysuhteet paranevat ja vältetään koneistojen huonot käyttöalueet, mutta reservikapasiteettia jää niukasti.

Onko saatu ratkaisu optimaalinen? Koska algoritmi perustuu useassa vaiheessa satunnaisuuteen, myös tulokset vaihtelevat optimointikertojen välillä. Kuvassa 7 näytetään tulos sadasta erillisestä koetoistosta, jossa kustannusfunktiossa on ollut mukana termi ΔQ eli käytettyä vesimäärää on pyritty minimoimaan. Samassa kuvassa esitetään tulokset kokeesta, jossa ainoana erona on se, että kustannusfunktiossa ei pyritä minimoimaan käytetyn veden määrää. Kuvasta voidaan tehdä havainto, että "optimointi" ja "selviämi-



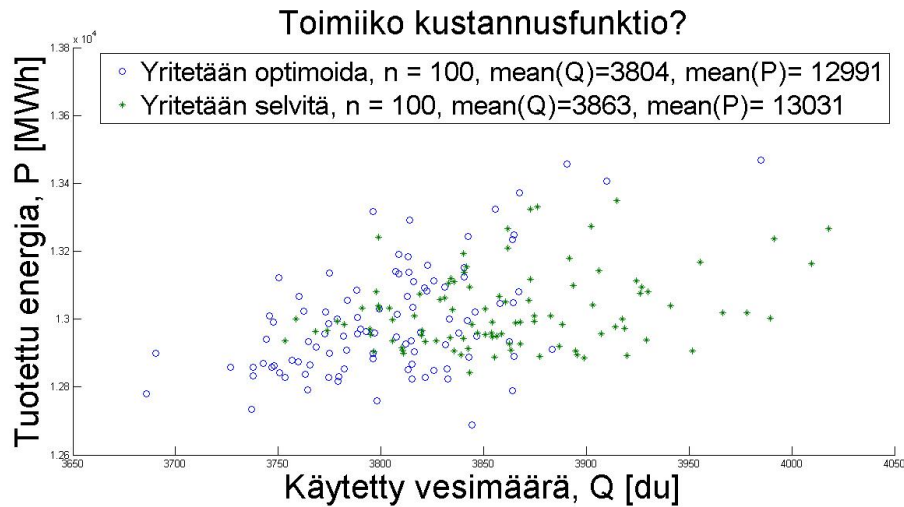
Kuva 6: Mehiläisalgoritmilla saadun tuloksen summateho, summatehovaade-ennuste sekä reservikapasiteettien toteutuminen 48 tunnin mittaiselle optimointihorisontille.

nen" muodostavat yhtenäisen pisteparven eikä kahta erillistä. Toisin sanottuna on mahdollista, että ilman erityistä tavoitetta optimoida on mahdollista saada tuotettua enemmän energiaa vähemmällä määrällä vettä.

Kuvassa 7 optimoidut tulokset painottuvat kuitenkin pisteparvessa vasemmalle. Kokeiden mukaan vesimäärän minimointi kustannusfunktiossa vähentää keskimäärin veden kulutusta $\frac{3863-3804}{3863} \approx 1.5\%$. Samalla vähenee keskimäärin tuotettu energiakin $\frac{13031-12991}{13031} \approx 0.3\%$. Parivertailuasetelman t-testin tuloksena saadaan, että vesimäärän vähenemistä voidaan pitää tilastollisesti merkitsevänä ($p = 0.0155$), mutta energiamäärän väheneminen joudutaan hylkäämään 5 % merkitsevyydellä ($p = 0.0626$). Toisinsanottuna optimointi vähentää käytetyn veden määrää eli tuottaa keskimäärin parempia tuloksia.

Kuvasta 7 on lisäksi huomioitava käytetyn vesimäärän ja tuotetun energian välinen lievä positiivinen korrelaatio ($\rho_{\text{optimoi}} \approx 0.5$, $\rho_{\text{selvia}} \approx 0.3$). Tosin sama energiamäärä tuotetaan hyvin erilaisilla vesimäärillä, eikä sitä voi selittää ainakaan tarkoituksenmukaisella Pareto-optimaalisuudella, koska kustannusfunktiossa ei ollut riskiin liittyvää termiä.

Käytetyn vesimäärän vaihtelua voidaan selittää lineaarisella regressiomallilla, jossa selittäjinä ovat veden käyttö ja sijainti (vesiarvo) jokiketjussa optimointihorisontin lopussa sekä tuotettu kokonaisenergia (ks. Liite A). Tämän

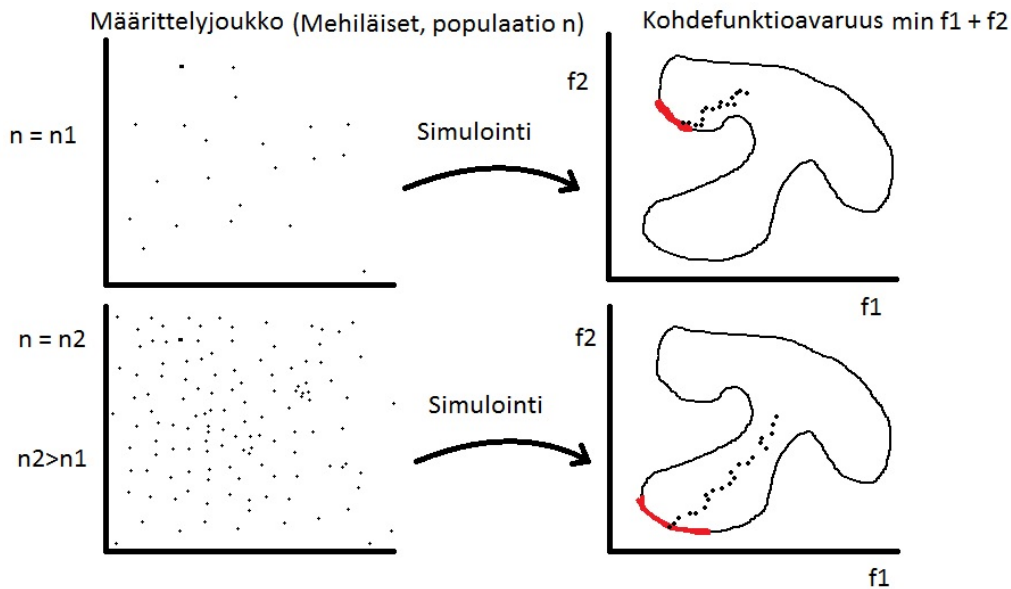


Kuva 7: Kahden riippumattoman kokeen tulokset. Kokeiden ainoana erona on kustannusfunktion termit. Ensimmäisessä kokeessa kustannusfunktiossa on termi ΔQ eli tarkoituksena on minimoida käytettyä vesimäärää. Toisessa kokeessa tavoitteena on vain selvittää rajoitusehdoista eikä kustannusfunktiossa ole termiä vesimäärän minimoimiseksi. Molemmissa kokeissa optimointi toistetaan 100 kertaa.

regressiomallin korjattu selitysaste on 0.579 ja kaikki selittäjät ovat tilastollisesti merkitseviä. Regressiokertoimien tulkintana on, että yhden lisätehoyksikön tuottamiseen tarvittiin keskimäärin 0.27 lisäyksikköä vettä. Vesi-arvoselittäjän regressiokerroin on positiivinen. Sille on vaikea esittää yhtä mielekästä tulkintaa, koska optimointihorisontin loppupäähän ei algoritmissa kiinnitetä erityistä huomiota. Käytännössä vesi-arvon vaihtelu tarkoittaa sitä, että tuloksissa optimointihorisontin loppupäät eroavat hieman toisistaan ja se selittää käytetyn vesimäärän vaihtelua.

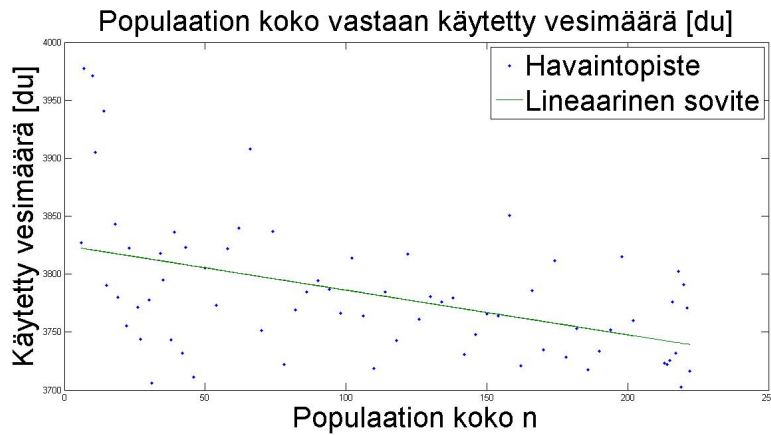
Tulosten vaihtelun vuoksi mielenkiintoinen kysymys on, vaikuttaako populaation koko tuloksen hyvyyteen. Kuvassa 8 esitetään teoreettinen hypoteesi sille, että pienempi populaatio löytäisi lopputuloksena Pareto-pisteen, joka on ainoastaan lokaali minimi ei-konveksissa kohdefunktioavaruudessa. Tämä lokaali minimipiste on kuitenkin niin hyvä, että on hyvin epätodennäköistä saada satunnaishaululla parempaa tulosta, jota parantamalla voitaisiin päästä parempaan lopputulokseen. Populaation koon vaikutus näkyy kuvassa 9, jossa regressiokerroin on negatiivinen. Tässä kokeessa ainoa optimointitavoite oli vähentää käytetyn veden määrää eli tulosten vaihtelua ei voi selittää tarkoituksen mukaisella Pareto-optimaalisuudella. Kuvasta 9 voidaan havaita myös residuaalien heteroskedastisuus. Se voidaan tulkita niin, että tulosten

vaihtelu vähenee isommalla populaation koolla.

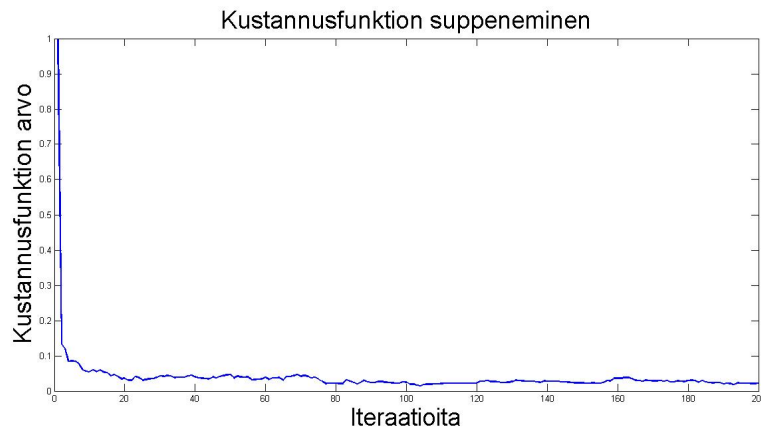


Kuva 8: Teoreettinen ajatus populaation koon vaikutuksesta lopputuloksen hyvyyteen. Mustat pisteet kohdefunktioavaruudessa merkitsevät lopputuloksen kehittymistä iteroinnin aikana.

Algoritmin kustannusfunktion suppeneminen näytetään kuvassa 10. Suppeneminen on varsin tasaista ja varsinkin alussa algoritmi löytää varsin nopeasti ratkaisun, joka ei aiheuta enää pinnankorkeusrikkettä. Pinnankorkeusrikkettä on asetettu neliöllinen sakko, joten sen vaikutus dominoi alussa, jolloin ratkaisut perustuvat satunnaisuuteen. Kustannusfunktion eri termien suppeneminen esitetään kuvassa 11. Verrattuna kokonaiskustannusfunktion, voi yksittäisten termien kohdalla tapahtua suuriakin muutoksia kesken iteraation. Esimerkiksi piikki tekijässä "Virhe tehovaateesta" noin 50 iteraation kohdalla tarkoittanee, että kustannusfunktio väittää parhaan tuloksen olevan sellainen, jossa virhettä tehovaateesta kertyy paljon. Virhe tehovaateesta kompensoituu pienemmällä kulutetulla vesimäärällä.



Kuva 9: Käytetty vesimäärä laskee keskimäärin ja tulosten vaihtelu pienenee, jos populaation kokoa kasvatetaan.

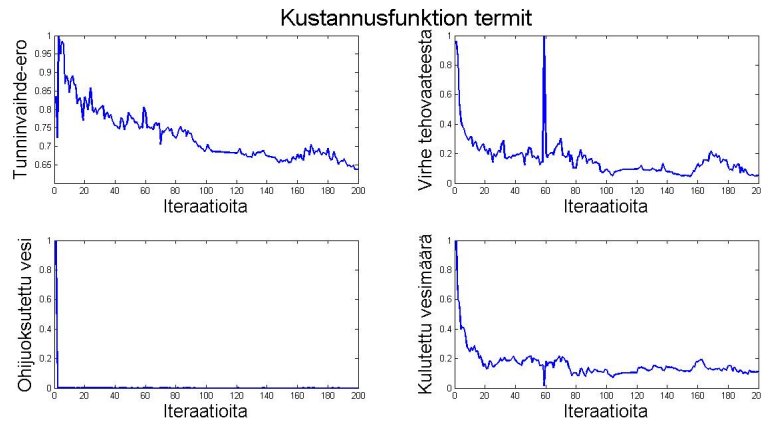


Kuva 10: Kustannusfunktion suppeneminen.

6 Johtopäätökset

Tässä työssä luotiin Kemijoen Kemijärven alapuolisen osuuden ("pääuoma") simulointimalli, jota käytettiin mehiläisalgoritmiin pohjautuvassa optimointimallissa. Optimointiongelma on monitavoitteinen, koska tavoitteena on pyrkiä minimoimaan käytettyä vettä, tuotannon riskejä ja ympäristövaikutuksia sekä maksimoimaan tehoreservikapasiteettia. Optimointimalli löytää ratkaisun tämän työn optimointiongelmaan.

Additiivinen kustannusfunktio suppenee varsin nopeasti. Tulokset vaihtelevat optimointikerrasta toiseen, mutta keskimäärin kustannusfunktio ohjaa tulok-



Kuva 11: Kustannusfunktion eri termien suppeneminen.

sia haluttuun suuntaan. Toisaalta osa optimituloksista on huonompia kuin ilman optimointia saadut tulokset. Tämän perusteella luotiin hypoteesi kohdefunktioavaruuden ei-konveksisuudesta. Kokeiden tuloksena todettiin, että optimointiongelman kohdefunktioavaruus voi olla ei-konvekksi, koska suurempi parvikoko löytää todennäköisemmin paremman optimituloksen ja samoin tulosten vaihtelun havaittiin vähenevän suhteessa populaation kasvuun.

Ratkaisumenetelmän vahvuus on, että se suppenee varsin nopeasti jonkinlaiseen ratkaisuun ja pyrkii parantamaan sitä. Havaintojen mukaan algoritmin laskenta-aika kasvaa suurin piirtein lineaarisesti lisättyjen dimensioiden funktiona. Kuitenkaan analytyttistä varmuutta tästä ei voi antaa, koska kyseessä on heuristinen menetelmä. Kuitenkin tarvittaessa optimointihorisonttia voi pidentää tai uusia laitoksia voi lisätä jokiketjuun ilman pelkoa laskenta-ajan kasvamisesta mahdolloman suureksi. Hyvä puoli käytännön työn kannalta on myös se, että algoritmin rajoitusehtoihin, kuten pinnankorkeuksiin, tehoväitteeseen ja koneistojen pysäytyksiin, voi tehdä muutoksia ilman, että laskenta täytyisi aloittaa alusta.

Ratkaisumenetelmän ominaisuus on se, että tulokset vaihtelevat optimointikertojen välillä. Tulosten vaihtelua selittää hieman se, että suuremmalla vesimäärällä on tuotettu enemmän energiaa ja enemmän reserviä. Tulosten vaihtelua ei voida selittää tarkoituksen mukaisella Pareto-optimaalisuudella. Se vaihtoehto suljettiin analyysissä pois asettamalla kustannusfunktioon ai-noastaan termejä, jotka eivät ole ristiriidassa keskenään.

Tulosten perusteella voidaan tehdä johtopäätös, että tämän optimointimallin mukaan käyvän ratkaisun ja optimiratkaisun ero on hyvin pieni. Suuruusluokaltaan ero on prosentteja, joka toki isoissa resurssimäärissä on merkittävä

säästö. Ovatko tulokset optimaalisia? Kvalitatiivisten arvioiden mukaan algoritmi pyrkii optimoimaan tehonjakoa. Tässä kandidaatintyössä sivuutetaan vertailu ulkopuolisiin ratkaisumenetelmiin ("bench-marking"). Syinä vertailun vaikeuteen on se, että jokimalleissa pienikin ero voi aiheuttaa merkittäviä eroja tulosten tunnuslukuihin kuten käytettyyn vesimäärään ja tuotettuun energiaan. Tällöin vertailu ei ole yhteismitallista ja johtopäätösten tekeminen on vaikeaa.

Optimointimallista voi olla hyötyä päätöksenteon tukena operatiivisessa työskentelyssä, jos menetelmän heikkoudet ja vahvuudet tunnustetaan. Ensiksi sillä voi simuloida lähihistorian ohjausten vaikutukset lähitulevaisuuteen ja tällöin se antaa vähintään lähes optimaalisen tehonjakosuunnitelman. Toiseksi mallin avulla voi tarkastella erikoisempia ja tuntemattomampia tulevaisuuden skenaarioita ja niihin reagoimista. Kolmanneksi mallin avulla voi maksimoida tehoreservikapasiteetteja. Tätä ominaisuutta voi hyödyntää tehoreservimarkkinoille tarjottavan kapasiteetin suunnittelussa. Kuitenkin käytännön työssä tuloksiin täytyisi kyetä luottamaan. Tämän ratkaisumenetelmän tarjoamat tulokset vaihtelevat paljon, mikä ei herätä luottamusta. Jos kuitenkin pystytään osoittamaan, että huonoimmillaankin tulokset ovat varsin hyviä, täytyy tulosten vaihtelu hyväksyä ratkaisumenetelmän ominaisuutena. Toisaalta algoritmin toimintaperiaate on niin yksinkertainen, että sen tulokset ja ominaisuudet on suhteellisen helppo ymmärtää. Se voi lisätä luottamusta algoritmiin ja sen antamiin tuloksiin.

Viitteet

- M Bucher. Hydro-power planning optimization. *Swiss Federal Institute of Technology (ETC) Zurich*, 2011.
- Cristiano Cervellera, Aihong Wen, and Victoria CP Chen. Neural network and regression spline value function approximations for stochastic dynamic programming. *Computers & operations research*, 34(1):70–90, 2007.
- David Connolly, Henrik Lund, P Finn, Brian Vad Mathiesen, and M Leahy. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (phes) utilising electricity price arbitrage. *Energy Policy*, 39(7):4189–4196, 2011.
- Energiateollisuus. Arvio sähkön kysynnästä vuonna 2030, 2009.
- EY Euroopan yhteisö. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2009/28/ey, 2009.
- Fingrid Oyj. Kulutuksen ja tuotannon tasapainon eli taajuuden ylläpito suomessa, 2013a. URL <http://www.fingrid.fi/-->voimajärjestelmä>. [viitattu 1.7.2013].
- Fingrid Oyj. Länsirannikolla käynnissä sähkönsiirron valtavyöhykän rakentaminen, 2013b. URL <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/>. [Lehdistötiedote 3.7.2013, viitattu 9.7.2013].
- Mihai Gavrilas and Vasile Stahie. A metaheuristic approach to hydropower reservoir optimization based on honey bee mating algorithm. In *Proceedings of the 12th WSEAS international conference on Mathematical methods and computational techniques in electrical engineering*, pages 110–115. World Scientific and Engineering Academy and Society (WSEAS), 2010.
- GreenStream. Selvitys uusiutuvan energian lisäämisen kustannuksista ja edistämiskeinoista, 2007. URL http://energia.fi/sites/default/files/selvitys_uusiutuvan_energian_lisaamisen_kustannuksista_ja_edistamiskeinoista1.pdf. [viitattu 26.6.2013].
- David .A Harpman. *Advanced Algorithms for Hydropower Optimization*. 2012.
- Ismo Heikkilä. Energiatalouspäällikkö. asiantuntijahaastattelu kemijoki oy:n liiketoimintaympäristöstä, 2013.
- Hannele Holttinen. Hourly wind power variations in the nordic countries. *Wind Energy*, 8(2):173–195, 2005.

- Arttu Juntunen. Prerequisites of pumped storage hydro power operation in finland. Master's thesis, University of Oulu, 2012.
- P Kanakasabapathy, K Shanti Swarup, and . Optimal bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market. 2008.
- Kantaverkkosopimus. Kantaverkkosopimus 2012-2015, 2012.
- Kemijoki. Kemijoki oy:n vuoden 2012 toimintakertomus ja tilinpäätös, 2012.
- Teemu Kerttula. Short-term planning and bidding of hydropower production in the electricity market. Master's thesis, Tampere University of Technology, 2012.
- Andrei Korobeinikov, Alexander Kovacec, Mark McGuinness, Marta Pascoal, Ana Pereira, and Sónia Vilela. Optimizing the profit from a complex cascade of hydroelectric stations with recirculating water. 2010.
- Hannu Korva. Kemijoen pääuoman tuotannon optimointimallin käyttöönotto. Master's thesis, University of Oulu, 1997.
- Hannu Korva. Suullinen tiedoksianto optimointiin vaikuttavista tekijöistä, 2013.
- Jonni Laine. Tasehallinnan kehittäminen suomen sähkömarkkinoilla. Master's thesis, Lappeenranta University of Technology, 2011.
- Ning Lu, Joe H Chow, and Alan A Desrochers. Pumped-storage hydro-turbine bidding strategies in a competitive electricity market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(2):834–841, 2004.
- Martti Määttänen, Matti Koskinen, Pertti Pulkkinen, Martti Soini, and Heikki Silvan. *Vesivoimalaitokset*. 1981.
- NordPool AS. Yleistietoa nord pool-pörssistä, 2013. URL www.nordpoolspot.com/About-us/. [viitattu 19.6.2013].
- DT Pham, A Ghanbarzadeh, E Koc, S Otri, S Rahim, and M Zaidi. The bees algorithm—a novel tool for complex optimisation problems. In *Proceedings of the 2nd Virtual International Conference on Intelligent Production Machines and Systems (IPROMS 2006)*, pages 454–459, 2006.
- Juha Pursimo and Pentti Lautala. *Sähkön tuotannon lyhyen aikavälin optimointi - loppuraportti*. 1993.
- Erkka Rinne. Vesi-arvolaskennan kehittäminen stokastisessa sähkömarkkinamallissa. Master's thesis, 2010.

Suomen tuulivoimayhdistys ry. Säättövoiman tarve, 2013. URL <http://www.tuulivoimatieto.fi/saatovoima>. [viitattu 26.6.2013].

Työ- ja elinkeinoministeriö TEM. Energian kysyntä vuoteen 2030, 2009.

OY Vesirakentaja. Voimaa vedestä 2007, 2008.

A Tulosten vaihtelua selittävä lineaarinen regressiomalli

Lineaarinen regressiomalli, selitettävänä muuttujana on vesimäärän vaihtelu (y) ja selittäjinä ovat tuotettu kokonaisenergia (x_1) ja optimointihorisontin lopun vesiarvo (x_2). Lineaarinen regressio suoritetaan Matlabilla.

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2$$

Taulukko 1: Regressiokertoimien PNS-estimaatit

	Estimaatti	SE	t-testisuure	p-arvo
Vakioselittäjä	-2236	427.01	-5.2365	5.5623e-07
x_1	0.27224	0.021217	12.831	9.2956e-26
x_2	0.011248	0.001136	9.9015	5.025e-18

(MatLabin tulostamat keskeiset tunnusluvut:)

Number of observations: 150, Error degrees of freedom: 147

Root Mean Squared Error: 39

R-squared: 0.585, Adjusted R-Squared 0.579

F-statistic vs. constant model: 103, p-value = 9.09e-29